

Planification de l'expansion des systèmes électriques

par A.J. Covarrubias

INTRODUCTION

L'électricité est à ce point indispensable à l'économie mondiale que l'on mesure par exemple à sa consommation ou à sa production par habitant le degré de développement d'un pays, ou à sa consommation par les ménages le niveau de vie d'une population. En outre, les modalités selon lesquelles l'électricité est fournie aux utilisateurs distinguent entièrement cette industrie des autres. Le consommateur doit pouvoir obtenir le produit final immédiatement et automatiquement lorsqu'il en a besoin; à l'exception des usines de transfert d'énergie par pompage et des piles électriques, aucune technique ne permet de produire économiquement de l'électricité à puissance constante, de la stocker en grande quantité et de la fournir selon la demande; une capacité insuffisante (pénurie) ou excédentaire (capacité inutilisée) est nuisible à l'économie; l'interdépendance étroite des facteurs économiques et sociaux crée un certain nombre d'impératifs liés à l'emploi, à l'écologie, au financement, etc. Il faut donc établir des plans sérieux dans le secteur de l'énergie électrique car les décisions à prendre portent sur des ressources importantes et peuvent faire courir des risques économiques graves à la compagnie d'électricité ainsi qu'à l'ensemble de l'économie.

PLANIFICATION DES SYSTEMES ELECTRIQUES

La planification des systèmes électriques est une des composantes de la planification du développement énergétique et économique. Elle vise donc à déterminer la stratégie la moins coûteuse qui permette de développer à long terme les systèmes de production, de transport et de distribution pour que ceux-ci répondent à la demande prévue tout en respectant un certain nombre de conditions techniques, économiques et politiques.

La planification des systèmes électriques a toujours porté essentiellement sur l'expansion de la production. En effet, le coût de construction des lignes de transport est relativement faible par rapport à celui des centrales nucléaires et les investissements nécessaires pour distribuer l'électricité aux consommateurs, bien qu'importants, sont largement indépendants des systèmes de production et de transport.

Les principales phases de la planification d'un système électrique sont schématiquement les suivantes:

- a) étude des prévisions de charge pour les cinq à trente années à venir d'après les renseignements les plus sûrs

M. Covarrubias appartient à la Section des études économiques de la Division de l'énergie d'origine nucléaire et des réacteurs.

- b) évaluation des ressources énergétiques disponibles à l'avenir pour la production d'électricité et tendances prévisibles de l'évolution technique et économique
- c) évaluation des caractéristiques économiques et techniques du système existant d'unités de production et des installations qui pourraient être retenues pour assurer l'expansion du système. Parmi ces caractéristiques figurent les dépenses d'investissement, le coût du combustible, les frais d'exploitation et d'entretien, les rendements, les délais de construction etc.
- d) détermination des caractéristiques techniques et de coût des installations qui peuvent être envisagées pour assurer l'expansion
- e) détermination des paramètres économiques et techniques dont dépendent les décisions, par exemple: taux d'actualisation, degré de fiabilité que doit présenter le système de production etc.
- f) choix d'une méthode pour déterminer la stratégie optimale d'expansion dans les conditions fixées
- g) examen qualitatif des résultats pour évaluer la factibilité de la solution proposée.

Pour la plupart de ces opérations, il faut tenir compte des conditions économiques et techniques qui prévaudront dans le secteur électrique et de celles qui existent actuellement. Ainsi les ressources en combustible et leur prix ont une incidence sur la politique énergétique du pays: les prévisions de la demande dépendent des orientations économique dans le présent comme dans l'avenir prévisible; les taux d'intérêt et d'inflation sont également déterminés par les facteurs économiques; enfin, la fiabilité d'un système, pour être acceptable, doit être considérée dans une perspective à long terme.

Les problèmes d'expansion des systèmes électriques faisant intervenir de nombreuses variables, les planificateurs ont établi de nombreux modèles mathématiques pour les résoudre de façon systématique [1 et 2].

PROGRAMME WASP POUR LA PLANIFICATION DE L'EXPANSION DES SYSTEMES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

Ces dernières années, l'AIEA a aidé de nombreux pays en développement à étudier la planification de leur système de production d'électricité au moyen du programme d'ordinateur WASP (Wien Automatic System Planning Package) [3]. Ce programme donne un moyen d'établir le calendrier qui permet d'accroître de la façon la plus économique la puissance installée d'un système de production d'électricité, à moyen et à long terme.

Il constitue la version perfectionnée d'un programme mis au point pour son propre usage par la Tennessee Valley Authority, aux Etats-Unis. Le programme est conçu pour trouver le plan d'expansion optimal correspondant à des conditions définies. Optimal signifie que les ressources requises pour faire face aux dépenses d'investissement et d'exploitation sont minimisées sur une période donnée, des dispositions étant prises pour réduire les effets des incertitudes au-delà de cette période. On emploie pour cela la méthode de programmation dynamique. La programmation dynamique, en son sens le plus général, constitue la méthode idéale de planification. Toutefois, même si l'on doit choisir entre quelques plans seulement, il est impossible de l'appliquer sans ordinateur. Vu la diversité des unités de production qu'on peut aujourd'hui ajouter à un système donné, le nombre des plans d'expansion possibles est si grand qu'une application générale de la programmation dynamique est impraticable, même en utilisant des ordinateurs.

Le programme WASP est un compromis. Le planificateur peut restreindre son étude aux configurations qu'il juge les plus économiques et le programme lui dira si les limites qu'il

s'est fixées ont une incidence sur la solution finale. Le programme permet ensuite au planificateur de modifier les limites retenues et, sans répéter tout le travail précédent, de définir les effets de la modification. Le planificateur peut répéter ce processus jusqu'à ce qu'il trouve la solution optimale qui répond aux conditions de l'utilisateur.

Le programme WASP se compose de sept programmes modulaires:

1. Un programme pour prévoir les charges de pointe et les courbes de charge du système (LOADSY);
2. Un programme pour décrire le système existant et toutes les adjonctions ou suppressions définitivement arrêtées (FIXSYS);
3. Un programme pour spécifier les installations qui pourraient servir à l'expansion du système (VARSYS);
4. Un programme pour établir différentes configurations d'expansion possibles (CONGEN);
5. Un programme pour déterminer si une configuration particulière a été simulée et, dans le cas contraire, pour simuler l'exploitation avec cette configuration (MERSIM);
6. Un programme pour déterminer le calendrier optimal d'adjonction de nouvelles unités pendant la période considérée (DYNPRO);
7. Un programme pour récapituler les données d'entrée, les résultats de l'étude et les impératifs financiers correspondant à la solution optimale (REPROBAT).

Les trois premiers programmes aboutissent tous à l'établissement de fichiers qui servent aux calculs. D'autres fichiers sont créés par le quatrième et le cinquième programmes et utilisés par le sixième. Chaque programme produit un état récapitulatif imprimé. Le septième programme fait le bilan de l'étude.

Le premier avantage de ce système modulaire est que les programmes 1 à 3 peuvent être passés séparément pour éliminer la plupart des erreurs. Ces programmes sont d'une application très rapide ce qui évite les longs passages avec des données incorrectes. En séparant le programme qui produit les configurations d'expansion de celui qui produit la simulation, on économise du temps d'ordinateur car avant de passer le second on peut éliminer les configurations d'expansion qui auraient pu comporter des erreurs. Ce qui permet surtout d'économiser du temps d'ordinateur, c'est la possibilité de stocker les résultats de la simulation dans un fichier de données. Quand on cherche la solution optimale indépendante de toute condition restrictive en repassant successivement les trois derniers programmes, il suffit d'effectuer les simulations qui ne l'ont pas encore été. La simulation étant la partie la plus longue de l'étude des configurations d'expansion, les économies de temps de calcul peuvent être très importantes.

Le deuxième avantage du principe modulaire est de réduire au minimum la capacité de mémoire requise à tout moment donné, ce qui permet d'utiliser des ordinateurs relativement petits. Cette caractéristique est particulièrement importante puisque l'Agence envisage de fournir le programme WASP à ses Etats Membres au titre de l'assistance technique.

Un aspect intéressant du programme est que la fiabilité et les coûts de production des configurations annuelles du système sont évalués au moyen de méthodes probabilistes. En conséquence, les variables stochastiques telles que l'existence d'eau pour la production d'hydroélectricité et l'indisponibilité prévue ou non prévue des centrales thermiques reçoivent un traitement probabiliste. Les résultats du programme ne sont donc pas entachés d'incertitudes dues à l'incidence des variables stochastiques sur le plan d'expansion optimal.

L'indisponibilité des centrales thermiques correspond aux interruptions d'exploitation prévues pour l'entretien et aux interruptions imprévues. Dans le cas de l'hydroélectricité, l'utilisateur peut spécifier autant de périodes de l'année (saisons) qu'il est nécessaire pour représenter les variations des ressources hydrauliques. Mais il est également possible de

choisir entre cinq conditions hydrologiques différentes, à savoir année très sèche, sèche, normale, humide ou très humide, et de fixer la probabilité de chacune d'elles. Cette possibilité est très utile dans le cas des systèmes à forte composante hydroélectrique, avec régime hydrologique variable.

Dans les limites de mémoire imposées, le programme WASP permet de retenir jusqu'à:

- 30 années sur la période considérée, chaque année pouvant être subdivisée en douze périodes.
- 5 ensembles de conditions hydrologiques.
- 100 installations existantes à plusieurs unités (hydroélectrique normale, hydroélectrique de secours et pompage le cas échéant) traitées chacune comme une installation unique polyvalente. Ce chiffre de 100 doit être diminué du nombre de types d'installations au moyen desquelles on compte assurer l'expansion du système (voir ci-après).
- 20 types d'installations possibles pour assurer l'expansion du système. Outre des unités thermiques, il est possible d'inscrire sur la liste des installations possibles des unités hydroélectriques ou des unités de pompage. Si on veut traiter au moyen du programme une série de projets d'usine hydroélectrique ou de pompage, il faut établir l'ordre chronologique dans lequel les usines de chaque type pourraient être installées. Il est possible d'inscrire sur la liste jusqu'à 20 projets. Lorsque des unités hydroélectriques ou de pompage sont ajoutées au système, elles sont groupées avec les unités existantes de même type. Les projets d'usine hydroélectrique d'une part et les projets d'usine de pompage d'autre part ne comptent donc que comme une seule installation possible.
- 200 configurations possibles par an, avec un maximum de 2000 configurations du système sur toute période étudiée pour un seul passage dans l'ordinateur.

Le temps d'ordinateur nécessaire pour une étude de planification dépend de la complexité du système simulé, du nombre de conditions hydrologiques retenues, du nombre d'années considérées, du nombre de périodes par année, du total des configurations produites à chaque itération et, enfin, de la précision qu'on veut donner à la simulation. La version actuelle WASP-II comporte certaines routines écrites en langage ASSEMBLER, ce qui réduit le temps d'ordinateur nécessaire.

MODELE ECONOMIQUE DU PROGRAMME WASP

En étudiant la planification d'un système électrique on cherche à déterminer le schéma d'expansion du système le mieux adapté aux besoins en électricité d'un pays pendant une période donnée. Les études de planification de l'énergie d'origine nucléaire, comme celles qu'a faites l'AIEA à la demande de plusieurs Etats Membres [4], [5], [6], [7], [8], [9], ont des objectifs analogues mais visent surtout à déterminer la part de l'énergie d'origine nucléaire dans le schéma optimal d'expansion. En principe, cette tâche suppose que l'on évalue et que l'on compare les avantages et les coûts directs et indirects de chaque schéma possible afin de déterminer le plan d'expansion qui offrira le plus d'avantages nets. Pour plus de rapidité on est obligé de recourir à toute une série d'hypothèses simplificatrices. Le choix des méthodes employées dans le programme WASP représente un compromis entre les limites pratiques et les impératifs logiques.

Cette méthode prévoit essentiellement:

- a) Une définition des coûts et des avantages à prendre en considération et la mise au point de méthodes pour les évaluer quantitativement;
- b) Le choix de critères permettant de comparer les avantages et les coûts dans le temps, avec financement en monnaie nationale et financement en devises étrangères en proportions variables.

On pose en hypothèse que les coûts, et non les avantages nets, sont l'élément déterminant. Ceci revient à supposer que tous les programmes d'expansion qui correspondent à la demande prévue dans les conditions de fiabilité fixées offrent les mêmes avantages globaux et que le programme le moins coûteux est donc celui qui convient en définitive le mieux aux utilisateurs. Lorsqu'il s'agit de comparer différentes méthodes de production d'un même bien, en l'occurrence d'électricité, cette hypothèse est moins contestable que dans le cas général où l'on doit comparer plusieurs solutions qui impliquent des productions différentes. On ne tient toutefois pas compte des effets indirects tels que 1) les niveaux d'emploi différents correspondant à des programmes énergétiques différents et les effets qui en résultent pour l'épargne et l'investissement, 2) la valeur future d'une main-d'œuvre formée aux techniques de construction et d'exploitation des centrales nucléaires.

On ne tient compte que des coûts directement liés à la production d'électricité au moyen d'un type particulier d'installation. En particulier, on ne tient pas compte, dans l'analyse, des coûts externes tels que ceux qui résultent d'un accroissement de la pollution matérielle dans le cas de centrales alimentées par des combustibles fossiles ou d'une augmentation de la pollution thermique dans celui des centrales nucléaires. Les réglementations écologiques strictes qui ont été adoptées par les pays industriels entraînent une augmentation des coûts d'investissement et de combustible des centrales thermiques, ce qui montre que les coûts externes peuvent très bien devenir des coûts internes.

Dans tous les cas, les coûts sont définis comme des coûts pour l'économie plutôt que comme des coûts pour les producteurs d'électricité. Cette définition a comme principale conséquence de les alléger des taxes sur tous les types de combustible et de matériel. Ceci est particulièrement important dans les pays qui taxent lourdement certains types de combustibles et notamment le fuel oil. Les pays intéressés étant les meilleurs juges des principes qu'il convient d'appliquer en matière fiscale, et qui peuvent offrir certains avantages sociaux négligés par l'étude, et les compagnies d'électricité considèrent certainement les taxes sur le combustible et le matériel comme des coûts, il est possible de faire aussi les calculs en considérant les taxes comme un élément de coût dans les cas où l'on suppose que les résultats en seront sensiblement modifiés.

On ajoute les coûts en monnaie nationale aux coûts en devises en appliquant les taux de change en vigueur au moment où l'on entreprend l'étude. On admet que, dans de nombreux pays, les taux de change officiels sont fixés de façon quelque peu arbitraire et ne tiennent pas pleinement compte de l'offre ou de la demande de capitaux étrangers, comme le prouve l'existence des contrôles des changes et des marchés parallèles. Bien que cette méthode sous-estime sensiblement le véritable rapport entre les coûts en devises et les coûts en monnaie nationale, les incertitudes qu'elle entraîne restent comparables à celles qui résulteraient d'autres hypothèses.

On a choisi comme monnaie de référence le dollar des Etats-Unis, pour des raisons pratiques et non parce qu'on s'attend à ce qu'il soit particulièrement stable.

On ajoute et on compare les coûts dans le temps en actualisant leur valeur selon un taux supposé constant. Cette méthode suppose:

- a) le choix de la valeur actuelle comme critère d'analyse. Ce principe doit être comparé à celui qui consisterait à classer les différents schémas selon le taux de rendement des investissements. Cette deuxième solution est toutefois nettement à exclure car, non seulement la comparaison de projets qui s'excluent mutuellement présente des inconvénients théoriques, mais encore il faudrait évaluer les avantages, ce que l'étude ne fait pas;

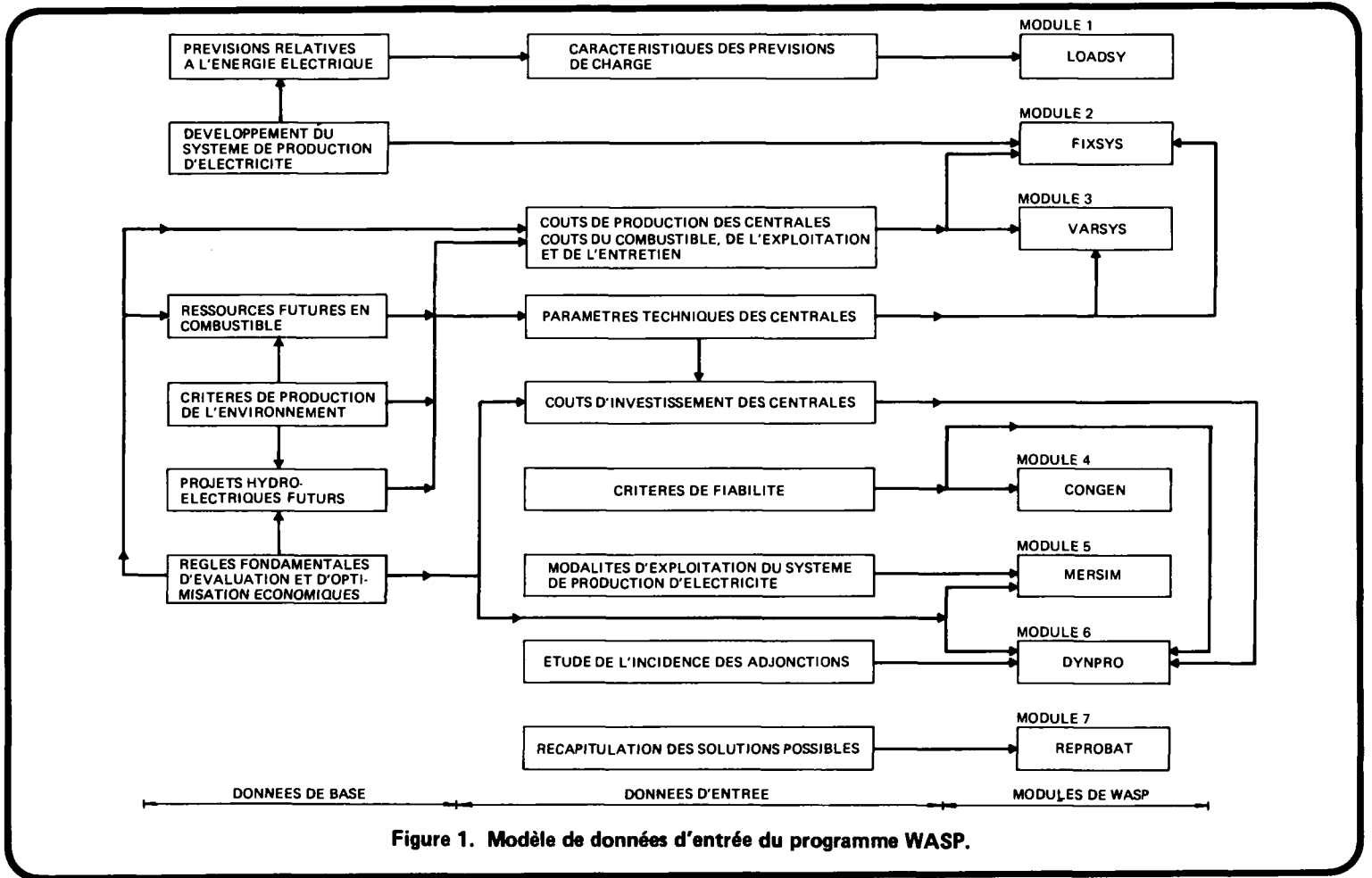


Figure 1. Modèle de données d'entrée du programme WASP.

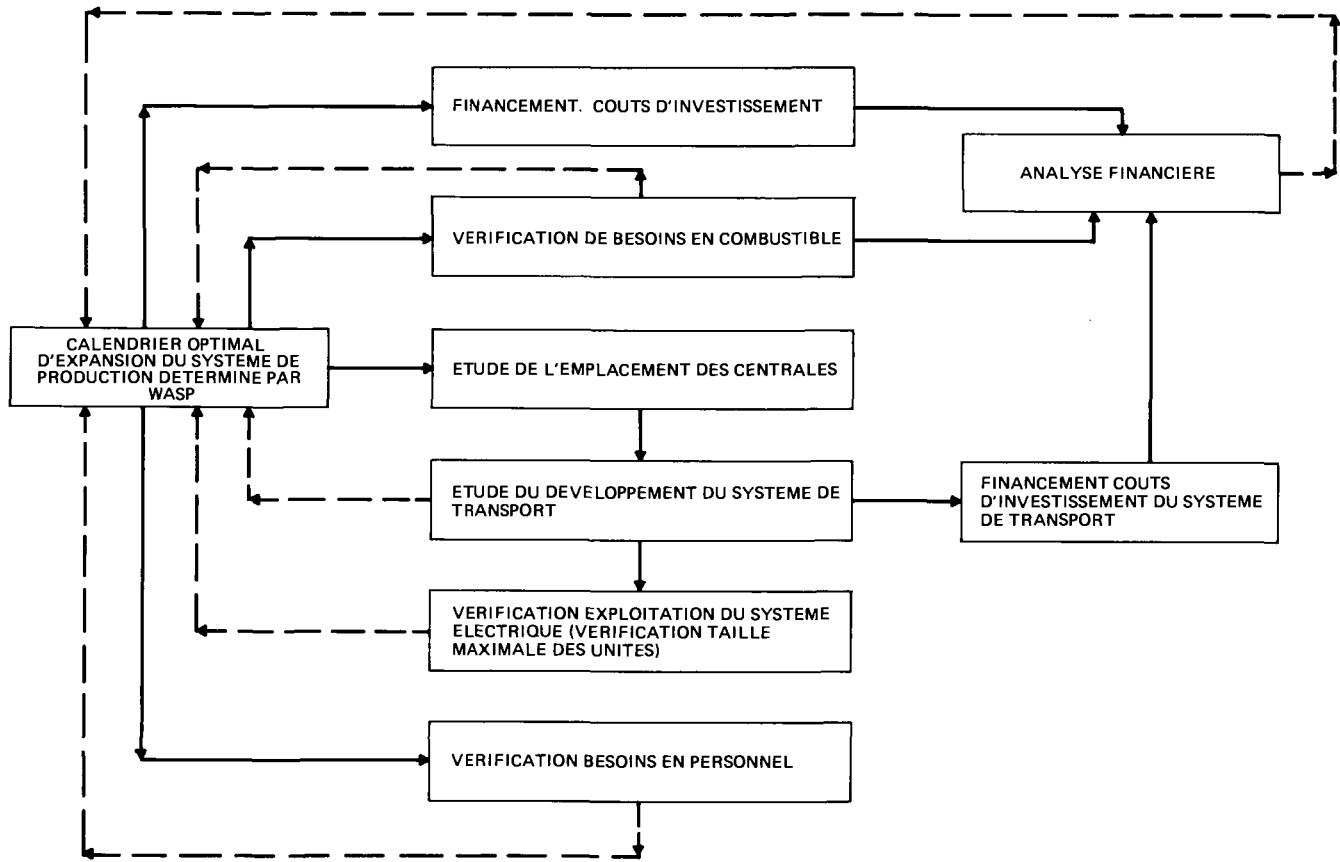


Figure 2. Résultats de WASP.

b) l'hypothèse d'un taux d'actualisation constant, qui peut susciter des objections car ce taux décroît en principe lentement au fur et à mesure que le développement économique et les stocks de biens d'équipement augmentent. On estime toutefois que les difficultés pratiques posées par l'évaluation et l'utilisation de taux d'actualisation variables dépassent de loin les avantages éventuels.

Enfin, taux d'actualisation et taux d'inflation sont combinés en un taux équivalent unique. Ceci simplifie considérablement les calculs car il est possible alors de travailler avec des prix constants.

Les tâches qu'implique une étude d'expansion des systèmes électriques au moyen du programme WASP sont indiquées schématiquement dans les figures 1 et 2. Brièvement, il convient de:

- 1) réunir les données historiques qui peuvent servir à prévoir la demande future d'électricité;
- 2) choisir une prévision de la demande maximale sur laquelle sera fondée l'étude et définir la forme des courbes de charge;
- 3) définir les caractéristiques des installations existantes ou de celles qui sont prévues pour le système considéré;
- 4) définir les caractéristiques des installations de production d'électricité qu'on pourrait envisager pour assurer l'expansion du système;
- 5) évaluer le rôle des sources d'énergie locales telles que charbon, gaz et ressources hydrauliques;
- 6) définir les données et les paramètres économiques à retenir;
- 7) déterminer la taille approximative de la plus grande unité de production que le système peut admettre du point de vue de la stabilité des fréquences et des caractéristiques des lignes de transport;
- 8) déterminer le programme optimal d'expansion (coût minimal);
- 9) déterminer les incidences que les variations des données économiques peuvent avoir sur les résultats.
- 10) évaluer le financement d'un programme donné d'expansion;
- 11) vérifier le résultat en fonction des contraintes relatives au système de transport et à l'exploitation;
- 12) vérifier les résultats en fonction des impératifs financiers;
- 13) vérifier les résultats en fonction des autres contraintes, par exemple capacités de construction, etc.

AVANTAGES DU MODELE ECONOMIQUE WASP

La méthode employée jusqu'à présent pour comparer les caractéristiques économiques des centrales nucléaires et celles des centrales de type classique consistait à calculer les coûts de production d'électricité correspondants à chaque type de centrale à partir de données pertinentes relatives aux coûts d'investissement, d'exploitation et d'approvisionnement en combustible ainsi que d'un facteur de charge de la centrale et d'un taux d'intérêt donné. Cette méthode a donné de bons résultats jusqu'à ces dernières années car l'équipement de production d'électricité qui s'offrait aux compagnies était relativement limité. Dans de nombreux cas, il suffisait de comparer les unités nucléaires et les unités classiques d'une taille donnée. On choisissait celle-ci intuitivement en fonction de la taille du système et on ne recourait habituellement pas à l'ordinateur pour faire les calculs nécessaires.

Cette méthode de planification des systèmes électriques semble maintenant inadaptée pour un certain nombre de raisons. Premièrement, le choix d'unités de production est beaucoup plus grand puisque celles-ci englobent les turbines à gaz, les usines hydroélectriques, les

installations de pompage, différents types d'unités alimentées par des combustibles fossiles et même différents types de centrales nucléaires. Deuxièmement, les investissements requis étant très élevés, le choix de la taille optimale de l'unité prend une grande importance. Troisièmement, la position d'une installation dans le système détermine la puissance appelée et il n'est pas toujours justifié de comparer différentes installations sur la base d'une même puissance. Enfin, en raison du coût élevé des combustibles fossiles, et particulièrement du gaz et du pétrole importés, il est nécessaire, sur le plan économique, de réduire au minimum les coûts totaux du système en tenant compte non seulement des installations existantes, mais également de celles qui peuvent être ajoutées à long terme. Le programme WASP permet de tenir compte de tous ces facteurs. Il présente en outre l'avantage d'appliquer un traitement probabiliste à la production d'hydroélectricité et à la disponibilité des unités thermiques, ce qui supprime les incertitudes inhérentes aux modèles reposant sur un traitement déterministe de ces variables aléatoires.

FOURNITURE DU PROGRAMME WASP AUX ETATS MEMBRES DE L'AIEA

L'Agence a fourni le programme WASP à 38 pays ayant accepté certaines conditions ainsi qu'à cinq organisations internationales. En tout, 16 pays ont présenté des candidats aux stages sur les méthodes WASP organisés par l'Agence entre 1974 et 1977 ce qui a permis à trente quatre ingénieurs de suivre une formation à Vienne pendant des durées variables. De nombreux Etats Membres ayant besoin de former davantage de personnel à la planification de l'expansion des systèmes électriques au moyen du programme WASP, l'Agence a organisé une série de cours sur cette question. Deux cours de neuf semaines ont donc eu lieu au Laboratoire national d'Argonne, aux Etats-Unis, au début de 1978 et de 1979. En tout, 40 participants venus de 18 pays y ont assisté. En raison du succès rencontré par ces cours, l'Agence envisage d'en organiser d'autres dans les années à venir.



Figure 3. Le cours de formation sur le programme WASP s'est tenu du 14 février au 14 avril 1978 à Argonne, Etats-Unis; seize participants de cinq pays y ont assisté. La photo montre les participants avec les organisateurs du cours et les conférenciers.

Références

- [1] Dennis Anderson, "Models for determining least-cost investment in electricity supply", The Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 3, No. 1, printemps 1972.
- [2] H. Baleriaux, E. Jamouille, F. Linard de Guertechin, "Simulation de l'exploitation d'un parc de machines thermiques de production d'électricité couplé à des stations de pompage", Etude E, Suppl. Bull. Soc. Belge Electr. 5, 7, 1967, 3.
- [3] R.T. Jenkins, D.S. Joy, "Wien Automatic System Planning Package (WASP) – An Electric Utility Optimal Generation Expansion Planning Computer Code", USAEC Report, ORNL-4945, juillet 1974.
- [4] AIEA, "Etude du marché de l'énergie d'origine nucléaire dans les pays en développement – Rapport général", Vienne, 1973.
- [5] AIEA, "Nuclear Power Planning Study for Indonesia", Vienne, 1976.
- [6] AIEA, "Nuclear Power Planning Study for Bangladesh", Vienne, 1976.
- [7] AIEA, "Nuclear Power Planning Study for Pakistan", Vienne, 1976.
- [8] AIEA, "Nuclear Power Planning Study for Hong Kong", Vienne, 1977.
- [9] AIEA, "Nuclear Power Planning Study for Venezuela", Vienne, 1978.